

Санкт-Петербургский государственный университет

**ОВАНЕСЯН Георгий Иванович**

**Выпускная квалификационная работа**

**УТОЧНЕНИЕ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ  
КАРАБАШСКОЙ ЗОНЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НГП НА ОСНОВЕ  
КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГИС**

Основная образовательная программа магистратуры

«Геология»

Геофизика

Научный руководитель: канд.г.-м.н.,  
ШИМАНСКИЙ Сергей Владимирович

Рецензент: канд. г.-м.н. РАЕВСКАЯ Елена  
Геннадиевна

Санкт-Петербург 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Оглавление	2
Введение	3
Глава 1. Характеристика района исследований	7
1.1 Геолого-геофизическая изученность	7
1.2. Геологическое строение и нефтегазоносность	11
Глава 2. Методика исследований	15
Глава 3. Результаты	22
Глава 4. Выводы	29
Список литературы	30

Добавлено примечание ([PW1]): Изменить содержание согласно переделанного оглавления

## Введение

**Актуальность темы работы.** Карабашская поисковая зона расположена в основном на юго-западной бортовой области Западно-Сибирской мегасинеклизы, таким образом, перспективы нефтегазоносности в ней не так значительны, как, например, в неокомских отложениях центральной части Западно-Сибирской НТП. Потому ее территория долгое время оставалась (и остается) одним из наименее изученных районов Западно-Сибирского региона. Однако в последнее десятилетие интерес к этому району возрос, так как необходимо обеспечить наращивание ресурсной базы страны, а также поддержать имеющийся уровень добычи углеводородов на разрабатываемых зрелых месторождениях, и особое внимание сейчас уделяется неантиклинальным нефтяным ловушкам и нетрадиционным резервуарам (Аплонов, 2000).

На 2009 год были подсчитаны плотности ресурсов в пределах Карабашской поисковой зоны, составившие от 10 до 350 тыс. т на км<sup>2</sup>, а также начальные суммарные ресурсы углеводородов, составившие 1340 млн т и 130 млрд м<sup>3</sup> для нефти и газа соответственно. Однако после проведения масштабных (более 300 скважин) геологоразведочных работ были открыты лишь 16 небольших по запасам месторождений. Таким образом, в 2011 году начались работы по уточнению геолого-геофизической модели строения Карабашской зоны и выявлению наиболее перспективных участков в её пределах.

На настоящий момент наиболее изучена северо-восточная часть зоны, кроме ее южной части, простирающейся субшироко вдоль русел рек Евра и Конда. Именно эта часть была выбрана нами для построения геолого-геофизической модели и уточнения оценки нефтегазоносности.

В соответствии с прилагаемой картой лицензирования (рис. 1) выбранный участок не принадлежит нефтедобывающим компаниям, и данная работа может поспособствовать определению первоочередных участков к программе лицензирования. Карабашская зона относится к одной из пяти зон, которые были выделены в качестве приоритетных для постановки геологоразведочных работ за счет средств госбюджета (Постановление Коллегии Федерального агентства по недропользованию. Москва, 2016 год).





параметров на основе метода Sequential Gaussian Simulation (SGS) и анализ данных методом вариограмм с учетом фациальных карт, что позволило распространить значения этих показателей по всему исследуемому участку и отследить вероятное расположение аномалий.

Для подсчета ресурсов и определения границ возможных месторождений использовался объемный метод; значения поверхности водонефтяного контакта приняты по данным отчета 2014 года для Северовайского месторождения.

**Научная новизна:**

- 1. Создана сейсмолитологическая 3D модель среднеюрских отложений пластов Ю2, Ю3, Ю4 тюменской свиты с использованием отражающего горизонта T1<sub>z</sub> в качестве тренда;
- 2. На основе созданной модели построены карты перспектив нефтегазоносности.
- 3. выполнена оценка ресурсов углеводородного сырья объемным методом.

**Практическая значимость.** Разработанная модель нефтегазоносных пластов позволяет прогнозировать промышленные скопления УВ тюменской свиты на территории восточной части Карабашской зоны. Карты перспектив нефтегазоносности могут использоваться при проведении поисковых работ.

**Фактический материал.** В работе были использованы фондовые материалы – координаты устьев 14 скважин, данные геофизических исследований в скважинах (акустический каротаж (АК), боковой (GZ3), гамма каротаж (GK), потенциалов самопроизвольной поляризации (PS), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ)), стратиграфические отбивки в трех скважинах, а также 350 пог. км сеймопрофилей МОГТ 2D.

Для систематизации, обработки и моделирования использовался программный продукт Petrel 2013 (Schlumberger).

**Благодарности.** Искренне благодарю за предоставление темы работы, руководство и советы своих научных руководителей Шиманского Сергея Владимировича и Гомонова Антона Андреевича.

## **Глава 1.**

### **Характеристика района исследований**

#### **1.1. Геолого-геофизическая изученность**

Геофизическое изучение Карабашской поисковой зоны ведется с начала 40-х годов методами магнито-, грави-, электро- и сейсморазведки.

До середины 70-х годов велись сейсморазведочные работы в модификации однократного непрерывного профилирования МОВ с целью как общегеологического изучения, так и обнаружения перспективных на углеводородное сырье положительных структур. На настоящий момент качество этих данных считается низким.

С 1973 г. применяется методика многократного профилирования МОГТ, с её помощью изучена северная и северо-восточная часть Карабашской зоны. Развитие технологии полевых работ и обработки данных в 80-х годах позволило перейти к выявлению и изучению неструктурных ловушек.

С 2000 г. проводятся 3D работы и на настоящий момент занимают незначительную площадь на севере и северо-востоке. Площадные работы 2D проведены в объеме 34676.43 км, а из региональных 2D профилей 2167.58 км приходится на Ханты-Мансийский автономный округ, 2625.96 км – на юг Тюменской области, 656.694 км – на Свердловскую область. На юге Тюменской области и в Свердловской площадные работы практически отсутствуют.

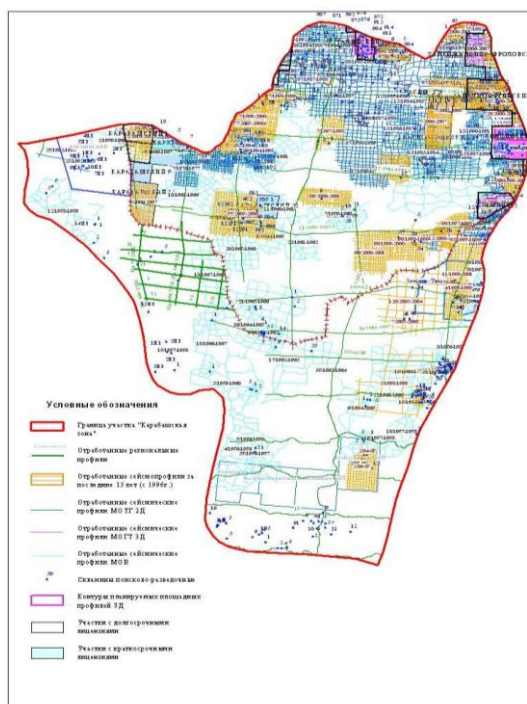


Рис. 3 Схема геолого-геофизической изученности территории Карабашской поисковой зоны

В 1952 началось бурение на территории Карабашской зоны со скважин в северо-восточной части и на южном окончании Тобольского мегавала (рис.).

В 60-е годы проводилось активное бурение на восточном склоне Тобольского мегавала и Карабашской моноклинали, однако притоков нефти получено не было. В результате интерес уменьшился, и за 70-е годы пробурены только на севере Половинкинського выступа (Шугурская мегатерраса), на юге Ендырского вала, на севере Чирпской ложбины и в северной части Курганской мегаложбины. Притоков также не наблюдалось.

В 80-е активное бурение продолжилось на территории Согонской моноклинали, северной части Курганской мегаложбины, единичное – на юге Заозерного выступа и Шебурского прогиба. Наконец на Заозерной площади в скважинах получены промышленные притоки из нижнемеловых отложений (Заозерное месторождение).



В 90-е началось изучение севера Шугурской мегатеррасы, Шебурского прогиба и Ендырского вала. В скважинах на Ендырском и Зимнем валу также получены притоки из нижнемеловых отложений (Кондинское и Зимнее месторождения). Открыто Восточно-Шебурское нефтегазовое месторождение (пласт АС<sub>6</sub> и базал. горизонт).

В 2000-е годы список исследуемых территорий пополнился восточной частью Карабашской моноклинали, западной частью Половинкинского выступа, северо-западной частью Южно-Елизаровского прогиба, Восточно-Шебурским и Новокатышским выступами, Ташинской террасой, центральной частью Тобольского мегавала и северным окончанием Тавдинского мегавыступа.

Всего в Карабашской поисковой зоне пробурено скважин: 1 оценочная, 2 параметрических, 4 опорных, 49 разведочных и 259 поисковых. Общий метраж составил – 640116,0 м. Аналогично сейсморазведке наиболее изучена скважинами северная и северо-восточная часть поисковой зоны.

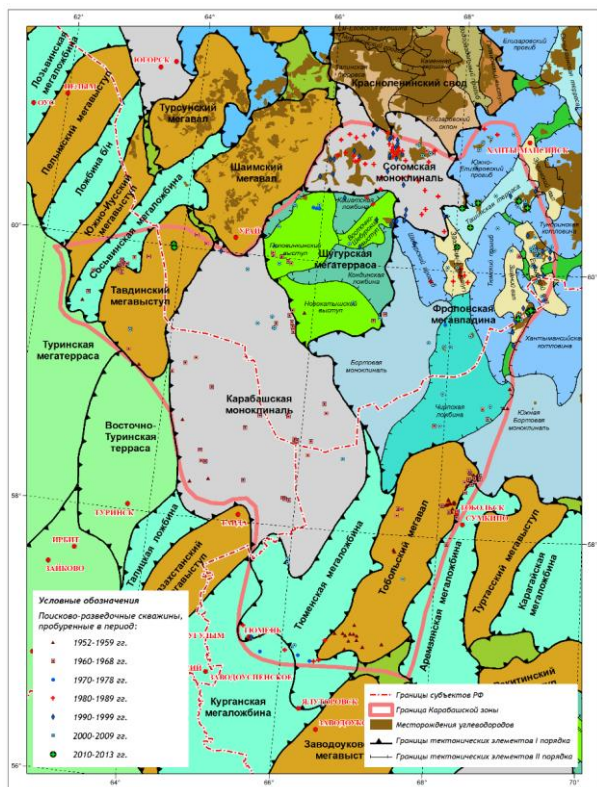


Рис.4 Схема расположения Карабашской зоны на Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты, под редакцией В.И.Шпильмана, Н.И.Змановского, Л.Л.Подсосовой, 1998 г.

## 1.2. Геологическое строение и нефтегазоносность объекта

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является молодой платформой, для которой принято трехъярусное строение: складчатый фундамент, промежуточный доплитный комплекс (палеозойские и триасовые вулканогенно-осадочные отложения), и платформенный плитный чехол мезокайнозойских отложений, в разрезе которого выделяются отложения юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Фундамент разновозрастной, в основном каледонского и герцинского возраста, и глубина его залегания увеличивается от 1-2 км в Приуралье до 10-13 км в центре провинции. Промежуточный комплекс развит по площади неравномерно, и прорван многочисленными интрузиями большей частью кислого состава.

На изучаемой территории породы мезокайнозойской группы представлены в основном терригенными образованиями, в возрастном диапазоне от юрского до четвертичного периодов.

Несмотря на то, что нефтегазоносность доюрского комплекса является доказанной на исследуемом участке (в Красноленинской, Уватском и Карабашском НГР), приток нефти в скважинах в основном незначительный (0.1-2.7 м<sup>3</sup>/сут). На юге Карабашского НГР в коре выветривания доюрского комплекса открыто газовое месторождение с фонтанным притоком газа дебитом 299 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Нефтегазоносность мезокайнозойской группы также слабо изучена, наиболее перспективными представляются среднеюрские отложения тюменской свиты, а также верхнеюрский, неокомский и аптский нефтегазоносные комплексы.

На исследуемом участке юрская часть разреза представлена отложениями **горелой, котухтинской, шеркалинской, тюменской, васюганской, абалакской, георгиевской и баженовской** свитами.

**Горелая свита (J1p-J1t)** представлена отложениями средне- и крупнозернистого песчаника мощностью до 70 м с прослоями гравелитов и алевро-глинистых пород.

**Котухтинская свита (J1h-J2t)**, сложена в основном терригенными отложениями и представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников.

**Шеркалинская свита – (J1p-t-J2a)** представлена двумя подсвитами.

Нижняя подсвита соответствует пласту Ю11 (гравелиты и песчаники с прослоями глиин) и локальной покрывке над пластом Ю11, сложенной тонкоотмученными аргиллитоподобными глинами с единичными прослоями алевролитов.

Верхняя подсвита шеркалинской свиты представлена в межструктурных понижениях, соответствует пласту Ю10 и сложена кварцевыми песчаниками и гравелитами

с прослоями аргиллитоподобных глин, иногда углистых с растительным детритом. Условия формирования пласта Ю10 – континентальные обстановки, в том числе перспективные зоны развития нефтяных ловушек – области речных долин и сильно расчлененная прибрежная мелководная зона. Пласт является нефтепродуктивным в пределах Красноленинского НГР. Локальная покрывка над пластом Ю10 представлена аргиллитоподобными, битуминозными и углистыми глинами.

**Тюменская свита (J2a-k)** в изучаемых скважинах согласно залегает на отложениях шеркалинской или котухтинской свит, в пределах Карабашской зоны распространена повсеместно и выклинивается на приподнятых участках. Ее мощность изменяется от 70 до 260 м, Свита представлена сероцветными обломочными породами, в сравнении с нижнеюрскими характеризующимися меньшим размером зерен и однообразным минеральным составом.

В разрезе тюменской свиты выделяют нижнюю (Ю7-Ю9), среднюю (Ю5-Ю6) и верхнюю (Ю2-Ю4) подсвиты.

Нижняя подсвита представлена ааленскими песчаниками, алевролитами, глинами и углистыми аргиллитами. Породы слабоотсортированы, с примесью растительного детрита, иногда с прослоями гравелитов и грубообломочного материала. Пласты Ю9, Ю8 Ю7 в составе подсвиты характеризуются значительной фациальной и литологической изменчивостью. В пределах Карабашской ПЗ пласте Ю9 открыты две залежи нефти на Онтохском месторождении (Красноленинский НГР) и газовая залежь в пласте Ю7 на Восточно-Шебурском месторождении (Карабашский НГР). Песчаные пласты Ю7 и Ю8 характеризуются улучшенными коллекторскими свойствами, и могут являться перспективными в случае залегания непосредственно на доюрском основании (Хафизов, 2003).

Средняя подсвита в нижней части разреза представлена горизонтально-слоистыми глинами и аргиллитами. Для пород характерно наличие растительного детрита. В верхней части подсвиты сложена слабоотсортированными песчаниками с прослоями буровато-серых алевроитовых глин, углей мощностью 0.5-2.5 м. В объеме средней подсвиты выделяются песчаные пласты Ю 5-6. По споро-пыльцевым комплексам возраст подсвиты определен как байосский. В пластах Ю5 и Ю6 залежей УВ и нефтепроявлений не обнаружено, хотя их и можно рассматривать как дополнительный объект поисков УВ.

Верхняя подсвита представлена переслаиванием песчаников и глин, с характерным растительным детритом и прослоями углей мощностью 0.5-2.0 м. В составе подсвиты выделяются пласты Ю 2-4, разделенные локальными глинистыми покрывками. Для этих пластов характерна резкая фациальная изменчивость и литологическая неоднородность. В

породах заметны следы оползания и смятия осадков, ходы илоседов и внутриформационные разрывы. Возраст отложений верхней подсвиты по микрофауне и споро-пыльцевым комплексам определен в интервале поздний байос - бат. Пласты Ю2-4 являются нефтегазоносными, а зоны распространения ловушек в основном обнаруживаются в областях долин палеорек и развития фаций стоковых течений. На северо-востоке Карабашской зоны открыто 8 месторождений с залежами в пластах Ю2-Ю4: Молодежное (Ю2), С-Молодежное (Ю2), В.-Янлотское (Ю2-3), В.-Камское (Ю2-3) и Янлотское (Ю2-3, Ю4) в Краснотуркменском НГР, З.-Эргинское (Ю2-3) в Приобском НГР и С.-Вайское (Ю2), Средневайское (Ю4) в Уватском НГР.

**Васюганская свита (J2c-J3o)** представлена двумя подсвитами.

В нижней подсвите прослеживается граница среднеюрских и верхнеюрских отложений. Она представлена темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов и песчаников.

Верхняя подсвита представлена серыми, разнозернистыми глинистыми песчаниками, аргиллитами с остатками фауны (аммониты, пелециподы) и массивными алевролитами.

**Абалакская свита (J3o-t)** в нижней части разреза представлена аргиллитами в нижней части разреза и алевролитистыми аргиллитами с прослоями алевролитов в верхней части, с многочисленными включениями зерен глауконита. В породах присутствует большое количество раковинного детрита и остатков фауны.

Небитуминозные глины абалакской свиты собой региональный флюидоупор среднеюрского НГК. В части скважин, где васюганская свита не развита, абалакская свита залегает непосредственно на породах тюменской свиты. Мощность отложений составляет от 20 до 90 м.

**Георгиевская свита** представлена маломощными темно-серыми аргиллитами с включениями глауконитов.

**Баженовская свита (J3v-K1v)** является основной битуминозной толщей и маркирующим горизонтом на северо-востоке Карабашской поисковой зоны. Она представлена темно-серыми или черными плитчатыми аргиллитами с прослоями и линзами радиоляритов в нижней части разреза, известняков и алевролитов в верхней, с большим количеством остатков фауны и ихтиодетрита. Также в верхней части разреза присутствует выдержанный по простираению горизонт с остатками планктонных водорослей мощностью 2-5 м. Мощность баженовской свиты составляет 20-35 м, а время образования относится к границе юрской и меловой систем. Нижняя ее часть принадлежит к среднему титону, а верхняя должна рассматриваться в составе берриаса нижнего мела.

В ряде скважин на восточной границе Карабашской поисковой зоны отмечены одни из наиболее интересных и малоизученных в настоящее время объектов – так называемые «аномальные разрезы баженовской свиты» (АРБ). Так, АРБ отмечены в ряде скважин на Заозерной и Зимней площадях, а также на Вайской группе поднятий. В этом случае ее мощность увеличивается до 50-180 м относительно нормального разреза за счет вклинивания потенциально нефтенасыщенных песчано-алевролитовых пластов и небитуминозных глин.

## Глава 2

### Методика исследований

В ходе выполнения работы в программном комплексе Petrel 2013 компании Schlumberger создан проект, в который загружены следующие данные:

- сейсмические профили (погонных километров)
- комплекс каротажа по 14 скважинам: акустического (АК), бокового (GZ3), гамма каротажа (GK), потенциалов самопроизвольной поляризации (PS), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ). Этот набор полный не во всех скважинах.
- стратиграфические отбивки в скважинах Средневайская 30, Северо-Вайская 38 Усть-Вайская 37.

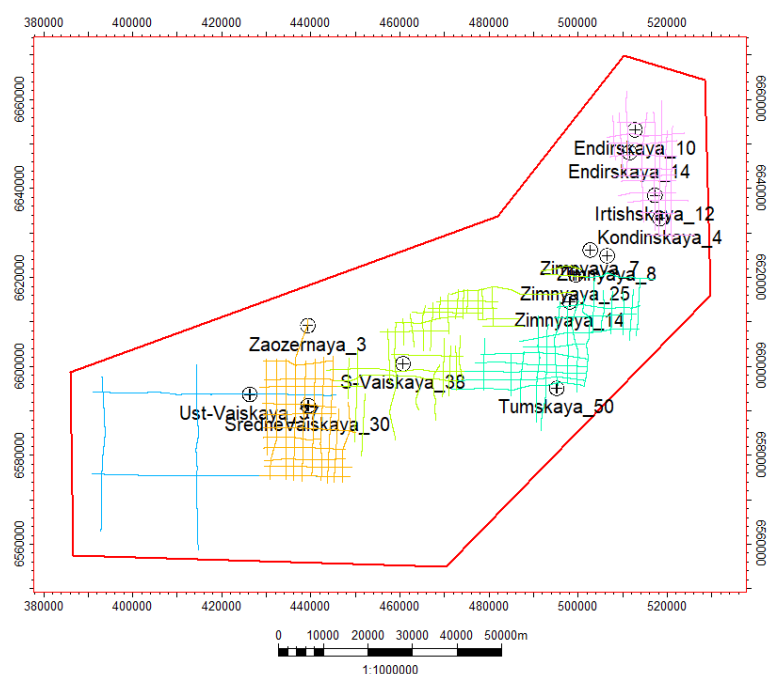


Рис. 5 Схема загруженных в проект данных

В скважинах по данным каротажей и имеющихся отбивок проведена корреляция кровли и подошвы пластов Ю2, Ю3 и Ю4 для всех скважин. Песчанистые тела, соответствующие целевым пластам, характеризуются уменьшением показаний гамма-каротажа и увеличением бокового, нейтронного и коэффициента песчаности  $K_{ps}$ .

Добавлено примечание ([PW2]): сделать нормальную картинку в map view

Добавлено примечание ([PW3]): везде вставить номера рисунков

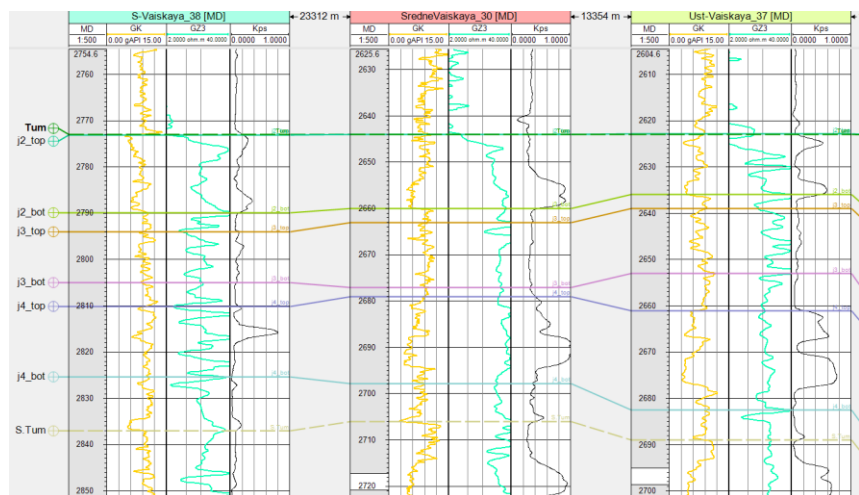


Рис. 6 Скважинная корреляция на примере Северо-Вайской, Средневайской и Усть-Вайской скважин

На основе интерпретации временного разреза композитного профиля 3 выделен отражающий горизонт Т1, соответствующий кровле Тюменской свиты. Этот горизонт распространен по всем сеймопрофилям, затем построена структурная поверхность Т1 во временном домене.



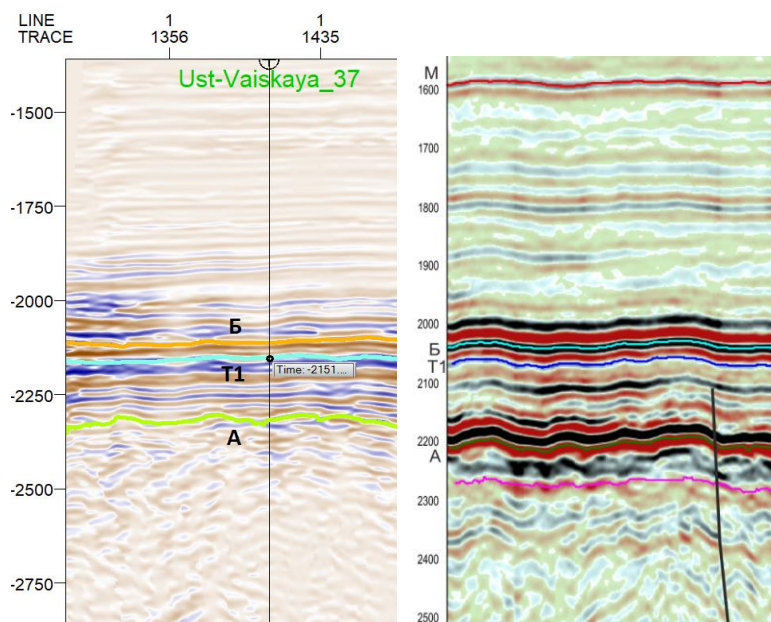


Рис.7 Пример интерпретации сейсмических данных на основе фрагмента композитного профиля №3 АУ «НАЦ РН им. В.И.Шпильмана»

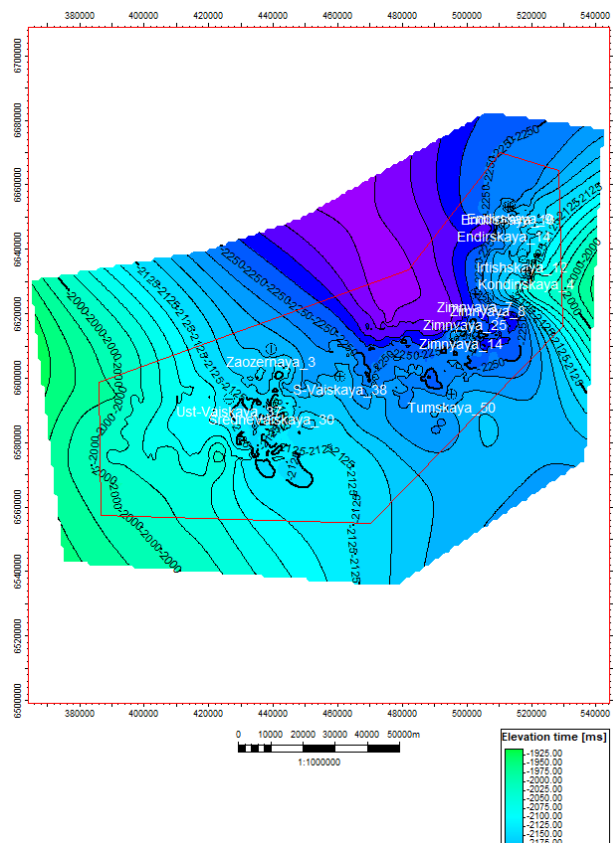


Рис. 8 Временная карта кровли Тюменской свиты

Чтобы перевести значения этой поверхности в глубины, построена карта средних скоростей  $V$ .  $V = \frac{Z}{T} \cdot 2$ , где  $T$  - двойное время пробега для горизонта  $T_1$ , определенное на сейсмическом профиле (см. Рис. Time: -2151),  $Z$  - глубина залегания кровли Тюменской свиты, определенная по соответствующей отбивке в лежащей на профиле скважине.

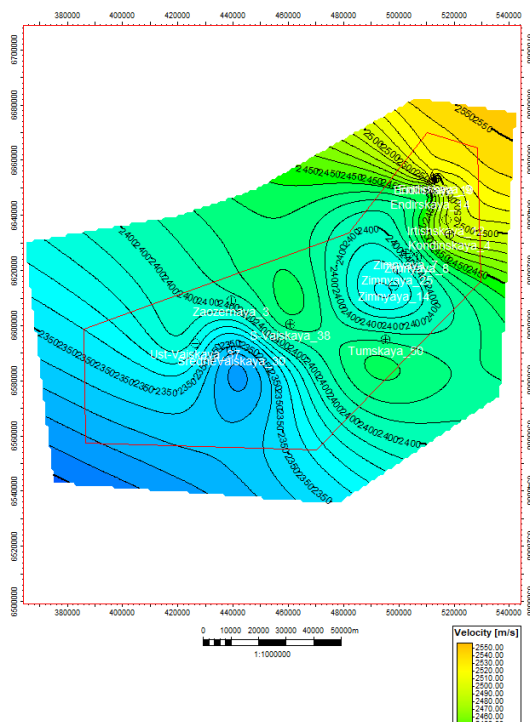


Рис. 9 Карта средних скоростей

Затем рассчитана структурная поверхность  $T1$  в глубинах  $T1_z = T1_t \cdot V \cdot 0.5$

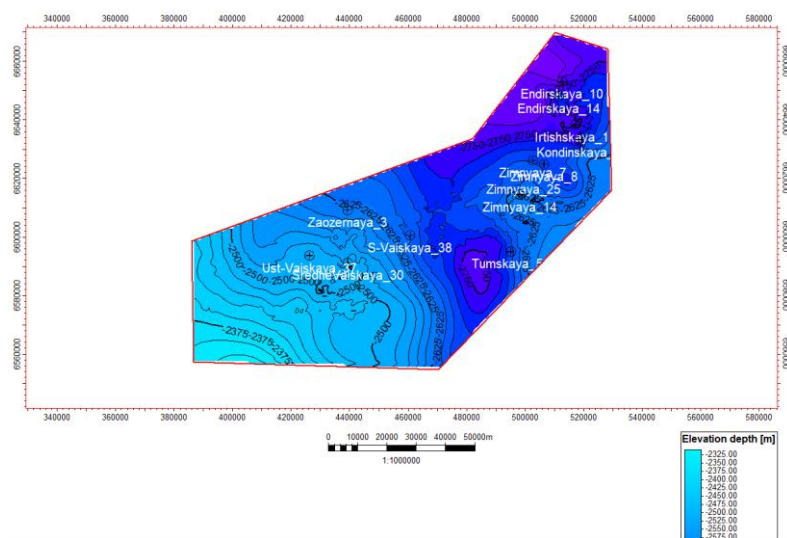


Рис.10 Глубинная карта кровли Тюменской свиты

Поверхности кровли и подошвы пластов Ю2, Ю3 и Ю4 построены по соответствующим скважинным отбивкам с использованием кровли Тюменской свиты ( $T1_z$ ) в качестве тренда.

Свойства песчанистости, пористости и нефтенасыщенности, необходимые для расчета ресурсов и определения перспективных участков, вычислены с использованием данных каротажей.

Песчанистость

Коэффициент песчанистости  $K_{ps} = \frac{PS_{max} - PS}{PS_{max} - PS_{min}}$ , где PS – показания ПС каротажа,  $PS_{min}$  – показания в чистых песчаниках,  $PS_{max}$  – показания в глинах для каждой скважины.

Пористость

Коэффициент пористости  $K_{por}$  определен по формуле, полученной из зависимости на Талинской площади

$$K_{por} = -5.9793 \cdot K_{ps}^2 + 20.225 \cdot K_{ps} + 5.1257$$

Использовать акустический каротаж было невозможно, так как в интервале Тюменской свиты он прерывался.

Нефтенасыщенность

Коэффициент нефтенасыщенности  $S_o$  рассчитан по зависимости, полученной на Талинской площади для пластов Тюменской свиты:  $\lg(S_o) = 1.509 - 0.634 \cdot \lg(\rho)$ , где  $\rho$  – удельное сопротивление породы, определенное по данным бокового каротажа GZ3. (Отчет)

Затем создан структурный каркас модели, состоящий из поверхностей кровли и подошвы целевых пластов. Таким образом образованы пять зон (включая промежуточные глинистые пласты), эти зоны разбиты на слои мощностью 1 метр.

Далее произведено перемасштабирование значений ФЕС для каждого слоя в месте пересечения со скважиной.

Для распространения этих параметров по всей исследуемой площади и объему применено моделирование параметра методом Sequential Gaussian Simulation (SGS) после анализа данных и расчета распределения значений, вертикальных, и горизонтальных вариограмм с учетом фациальных карт, позволяющих определить вероятное направление аномалий.

Для определения границ возможных месторождений построены поверхности водонефтяного контакта, значения приняты по данным Северовайского месторождения.

Итак, создана 3д модель трех перспективных пластов: задана их форма в пространстве и присвоены определяющие продуктивность параметры.

Построены карты песчанистости, пористости и нефтенасыщенности (средние значения), на них указаны перспективные участки. Объемным методом подсчитаны имеющиеся ресурсы.

### Глава 3

#### Результаты

Добавлено примечание ([PW4]): расписать!

В ходе выполненных исследований получены карты литологических параметров:

#### Карты песчанистости

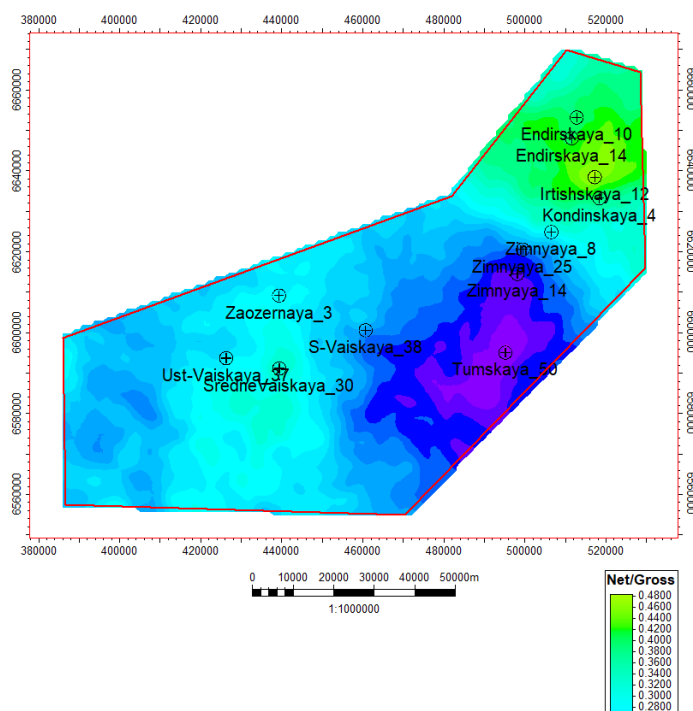


Рис. 11 Карта средней песчанистости пласта Ю2

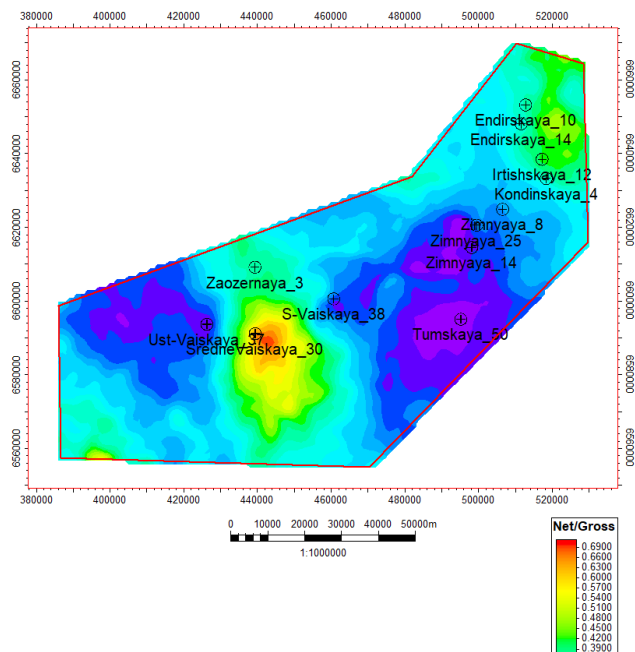


Рис. 12 Карта средней песчанистости пласта Ю3

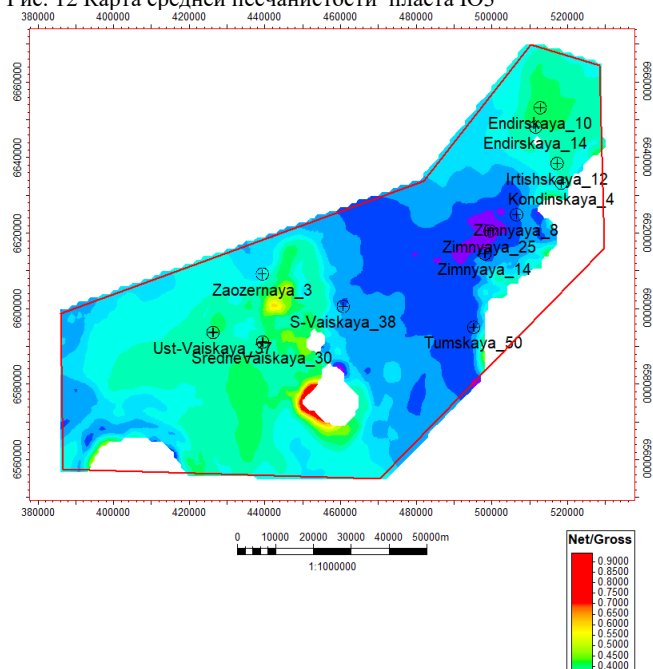


Рис. 13 Карта средней песчанистости пласта Ю4

Для всех трех пластов можно заметить участки повышенных значений в северо-восточной части (Ендырские скв.) и в районе Средневайской скважины. Песчанистость пласта Ю4 аномально высока южнее Средневайской скважины, в области, связанной с выклиниванием этого пласта.

#### Карты пористости

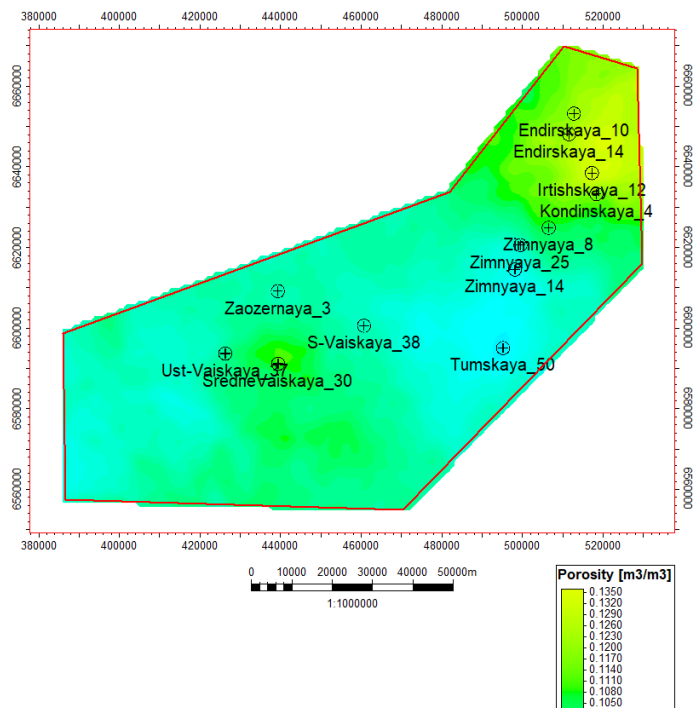


Рис. 14 Карта средней пористости пласта Ю2



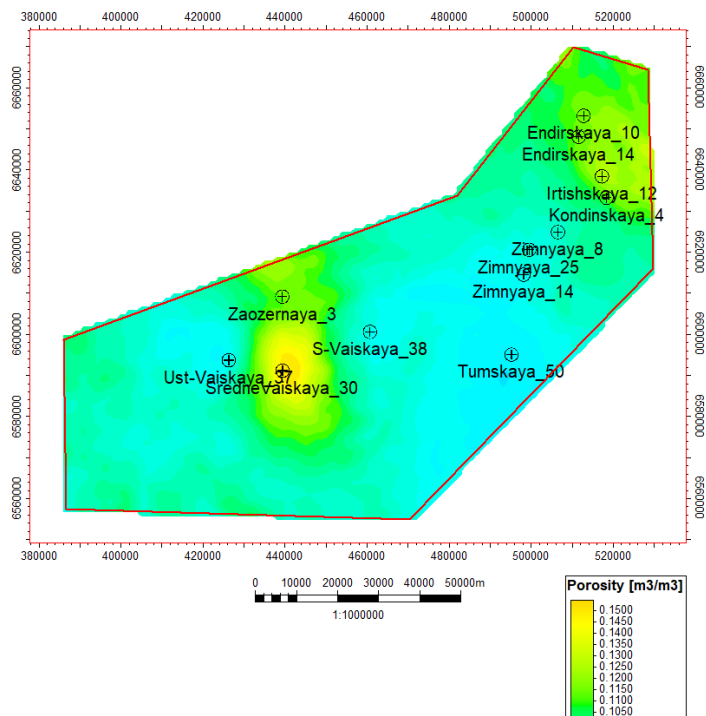


Рис. 15 Карта средней пористости пласта Ю3

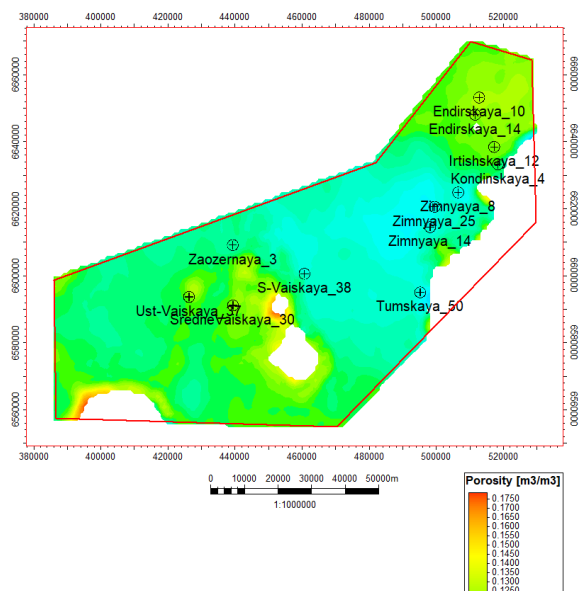


Рис. 16 Карта средней пористости пласта Ю4

Для пористости наблюдается картина, схожая с песчанистостью: северо-восточный участок характеризуется высокими значениями наряду с участком Вайских скважин.

Карты нефтенасыщенности

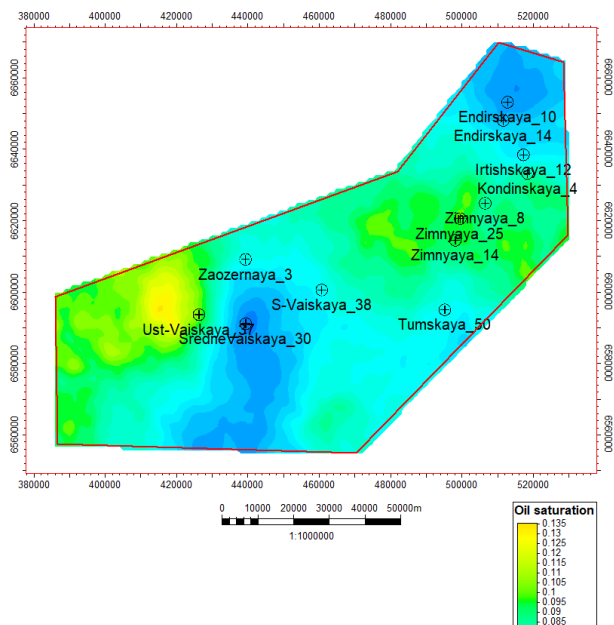


Рис. 17 Карта средней нефтенасыщенности пласта Ю2

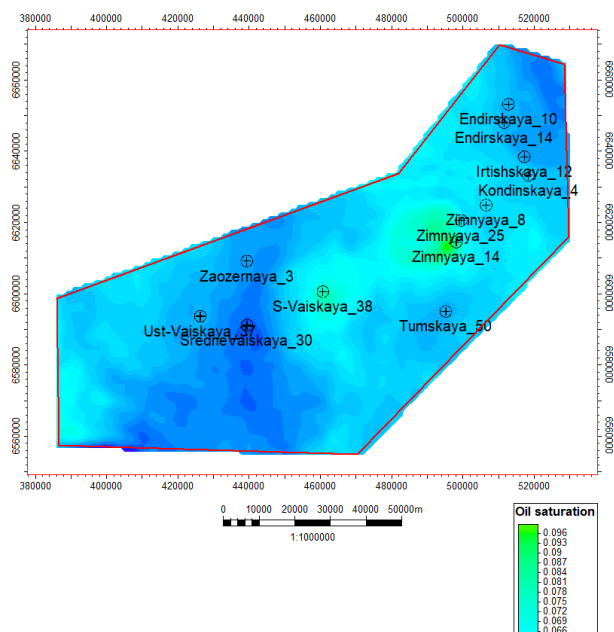


Рис. 18 Карта средней нефтенасыщенности пласта Ю3

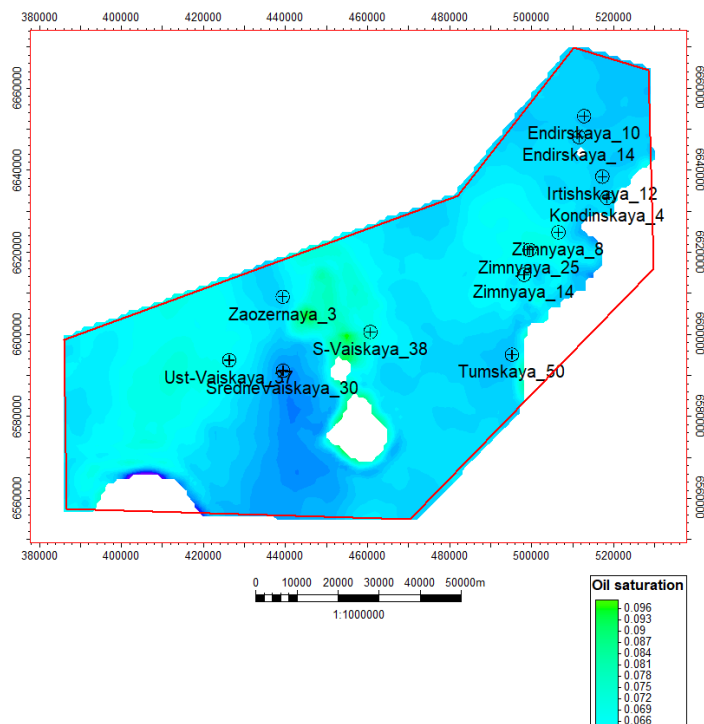


Рис. 19 Карта средней нефтенасыщенности пласта Ю4

Добавлено примечание ([ПWS]): расписать единицы измерений

Максимумы нефтенасыщенности расположены ближе к Северо-Вайской, Усть-Вайской и Заозерной скважинам, а в районе Средневайской наблюдается минимум. Еще один максимум расположен в области Зимних скважин.

Объемным методом подсчитаны ресурсы, всего 649 млн.м<sup>3</sup>

Таблица 1 Ресурсы, определенные объемным методом, млн.м<sup>3</sup>

	Общий объем	Объем коллектора	Объем пор	Объем нефти
Пласт Ю2	128264	32394	3343	250
Пласт Ю3	117469	29115	2899	153
Пласт Ю4	132494	38423	4167	246

## Глава 4

### Выводы

На картах можно выделить перспективные области с повышенными значениями:

- в районе Северо-Вайской, Средневайской и Усть-Вайской скважин;
- в северо-восточной части изучаемого полигона.

При этом максимумы нефтенасыщенности смещены на запад относительно максимумов песчаности и пористости.

Пласты Ю3 и Ю4 отличаются высокой песчаностью и пористостью, в то время как для пласта Ю2 характерна большая нефтенасыщенность.

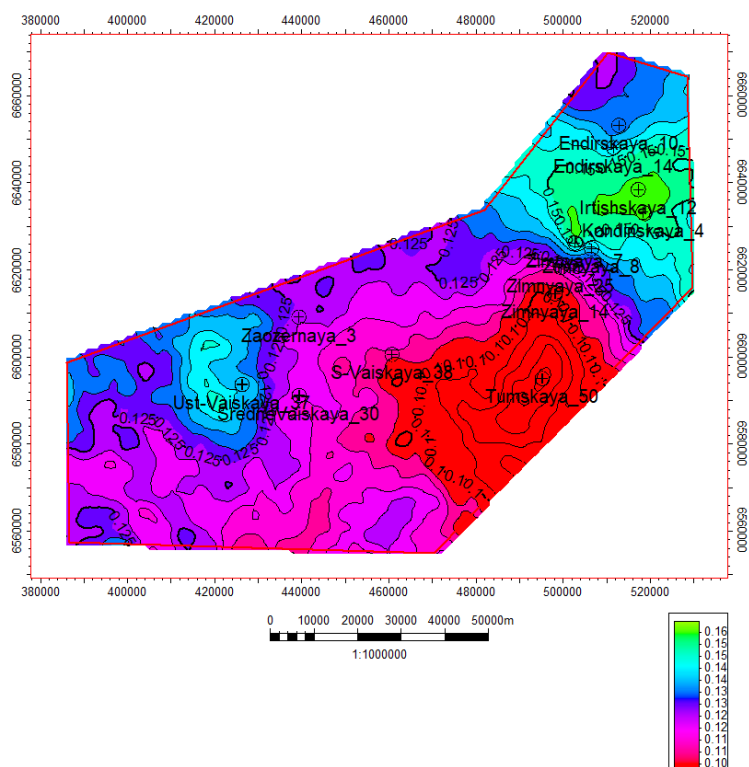


Рис. 1 Карта перспективности (зеленый - высокоперспективные участки, желтый - средне, красный - бесперспективные)

Объем ресурсов на изучаемой площади составил 649 млн.м<sup>3</sup>, из них большая часть сосредоточена в пластах Ю2 и Ю4.

Добавлено примечание ([ПВ6]): должна быть сама карта перспектив!

## Список литературы

1. Аплонев С.В. Сколько нефти осталось в российских недрах? // Природа, 2000, 7 С.35-42
2. Атлас “Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа”. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2004. 148 с.
3. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефтьн в газа Западной Сибирн. М., «Недра», 1975. 680 с.
4. Сафонов А.С., Кондратьева О.О., Федотова О.В. Поиск неантиклинальных ловушек углеводородов методами сейсморазведки. // Москва: Наука, 2010
5. Фёдорова М., Кирзелёва О., Катаев О., Ананьева Е., Осипова Ю. Тюменская свита: методология создания концептуальных геологических моделей // Oil & Gas Journal Russia, Москва: Недра, 11/2016
6. Хафизов С. Ф. Перспективы нефтегазоносности южных районов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) в связи с прогнозом залежей углеводородов в неструктурных ловушках в палеозойско-мезозойских отложениях : автореферат дис. д. г.-м.н. : 25.00.12 // Санкт-Петербург, 2003. - 52 с.
7. Шиманский В.В., Хафизов С.Ф., Танинская Н.В., Колпенская Н.Н., Еганьянц Р.Т. Литологические ловушки УВ в юрских отложениях юга Тюменской области // Неструктурные, сложнопостроенные ловушки – основной резерв природного углеводородного сырья. СПб.: ВНИГРИ, 2005. С. 36-47
8. Шиманский С.В. Условия формирования и прогноз зон развития коллекторов в продуктивных юрских комплексах южной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе комплексирования данных метода общей глубинной точки с результатами литофациального анализа : автореферат дис. канд. г.-м.н. : 25.00.10 // Санкт-Петербург, 2011. - 22 с.

### Фондовые материалы:

1. Уточнение геолого-геофизической модели строения, выявление и картирование нефтегазоперспективных зон в отложениях осадочного чехла и доюрского основания, оценка ресурсов выявленных объектов и обоснование первоочередных участков к программе лицензирования Карабашской зоны. Отчет по Гос.контракту № 5/12 от 02.04.12 г.

Добавлено примечание ([PW7]): дополнить

2. Региональные полевые сейсморазведочные работы на юге Тюменской области в пределах Карабашско-Нижнетавдинской зоны с целью подготовки объектов к лицензированию. Геологический отчет по Гос.контракту № 15/14 от 05.12.14 г.